Aplicación en la red uruguaya de las funciones de bloqueo y disparo por oscilación de potencia de los relés de distancia

Celia Sena, Ricardo Franco, Álvaro Giusto.

Abstract – **Durante la operación normal de un sistema eléctrico de potencia, algunas condiciones de operación como faltas y otras perturbaciones pueden causar pérdida de sincronismo entre áreas del sistema o entre sistemas interconectados. Si dicha pérdida de sincronismo ocurre, las áreas asíncronas deben ser separadas para evitar daños al equipamiento y apagones masivos.**

El sistema eléctrico uruguayo consta de generación térmica e hidráulica y está fuertemente interconectado con el sistema argentino en 500 kV y con Brasil por un convertidor back-to-back de 70 MVA. En los últimos años ha ocurrido un sostenido crecimiento de la demanda, con la incorporación de generadores y consumidores importantes.

El foco de este estudio está en evaluar el impacto en los sistemas de protección de parte del sistema uruguayo, de la incorporación de un gran consumidor industrial con capacidad de generación de cerca de 140 MVA, potencia que representa aproximadamente un 10% del consumo máximo histórico del país. Esta nueva instalación autoproductora puede operar tanto importando como exportando energía y ambos escenarios deben ser considerados.

El artículo describe los estudios realizados a los sistemas de protección de las líneas de trasmisión que conectan a la nueva instalación, con especial atención en las funciones de disparo y bloqueo por oscilación de potencia.

Se realizaron simulaciones computacionales del sistema eléctrico interconectado uruguayo y ensayos a relés de protección para evaluar el comportamiento de las protecciones ante condiciones de oscilación de potencia. El conocimiento que surge de estas evaluaciones permite evitar operaciones indeseadas.

Índice de palabras clave - **Oscilación de potencia - Estabilidad de sistemas eléctricos de potencia - Bloqueo y disparo por oscilación de potencia.**

I. Introducción

El sistema eléctrico de potencia, en régimen estacionario, opera muy cerca de su frecuencia nominal y las magnitudes de las tensiones en las diferentes barras no varían más de un 5%. Por lo tanto, existe un balance entre la potencia activa y reactiva generada y la consumida [1].

Cualquier cambio en la potencia generada, potencia demanda o en el sistema de potencia causa cambios en la transferencia de potencia del sistema, que oscila hasta alcanzar otro punto de equilibrio entre la generación y la carga. Estos cambios ocurren permanentemente y son compensados por los sistemas de control.

La respuesta del sistema de potencia a una perturbación depende de la configuración del mismo y de la severidad de la misma.

Perturbaciones que causan oscilaciones de potencia son:

- las faltas en el sistema de potencia,
- las conexiones de líneas de trasmisión,
- las desconexiones de generadores,
- la pérdida o aplicación de grandes bloques de carga

Dependiendo de la perturbación y de la actuación de los sistemas de protección y otros equipos de control, el sistema eléctrico puede permanecer estable y continuar operando en un nuevo punto de equilibrio. Este tipo de oscilación la denominamos oscilación de potencia estable. En caso que el sistema eléctrico como consecuencia de la perturbación se vuelva inestable, se produce una gran separación entre los ángulos de los rotores de los generadores, oscilaciones de potencia que pueden llevar a la pérdida de sincronismo entre los generadores o sistemas interconectados. Este tipo de oscilación se denomina oscilación de potencia inestable.

El sistema eléctrico uruguayo está conformado mayormente por generación hidráulica, ubicada tanto en el centro como en el norte del territorio. La generación térmica así como los grandes centros de consumo están ubicados en el sur. Además se encuentra interconectado con Argentina mediante un doble vínculo en 500kV y con Brasil mediante una conversora de frecuencia back-to-back de 70MVA.

El sistema eléctrico uruguayo está afrontando los desafíos de la incorporación de nuevos emprendimientos, los cuales pueden operar ya sea como consumidores y como generadores. Actualmente, el mayor emprendimiento que se ha conectado a la red tiene instalada centrales térmicas por 140MVA, de las cuales puede consumir entre 90 y 120 MW, inyectando el excedente al sistema eléctrico.

La sección II presenta un resumen sobre la relación entre la estabilidad del sistema de potencia y las protecciones de distancia. Las secciones III y IV describen las simulaciones y ensayos realizados y sus resultados. La sección V expone una

PDT (Ministerio de Educación y Cultura - Programa de Desarrollo Tecnológico) financió el proyecto "Estudios de Estabilidad de Escenarios a Corto Plazo del Sistema Eléctrico Uruguayo" Grupo de Estabilidad y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia - Facultad de Ingeniería – UdelaR. Este artículo presenta uno de los estudios de dicho proyecto y sus resultados.

aplicación de la función de disparo por oscilación de potencia. Finalmente las conclusiones son presentadas en la sección VI.

II. Estabilidad y relés de distancia

Se puede encontrar mucho material escrito sobre la estabilidad de los sistemas de potencia y su vinculación con las protecciones de distancia. A continuación se presenta un resumen basado en las descripciones de [2], [3], [4], [5].

Las oscilaciones de potencia son eventos balanceados que pueden ocurrir como consecuencia de perturbaciones en el sistema de potencia, como faltas, desconexiones de carga o de generación, y hacen variar los ángulos relativos entre los rotores de los generadores.

Durante una oscilación de potencia tanto la tensión como la corriente en el sistema eléctrico no son constantes y pueden oscilar tanto en amplitud como en ángulo. Un relé de distancia, que basa sus cálculos de impedancia en estas tensiones y corrientes, puede operar durante una oscilación de potencia si la impedancia entra en su característica de operación.

A. Relés de distancia

Para poder entender el fenómeno de la oscilación de potencia no es necesario simular el sistema eléctrico por completo, alcanza con un equivalente de 2 máquinas y una línea que las vincula, Fig. 1.

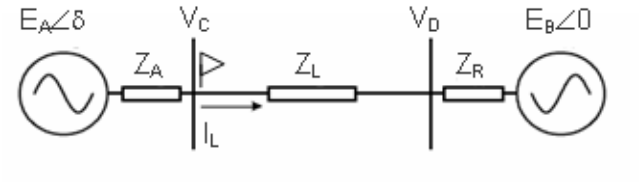

Fig. 1: Sistema equivalente de dos máquinas

La impedancia medida por un relé de distancia durante una oscilación de potencia depende del ángulo de separación δ entre las dos fuentes equivalentes del sistema. Durante una oscilación de potencia la zona 1 de los relés de distancia así como las funciones instantáneas que requieren el canal de comunicación, son los elementos propensos a operar. La Fig. 2 muestra la zona 1 un relé de distancia y una de las posibles trayectorias de la impedancia vista durante una oscilación de potencia inestable.

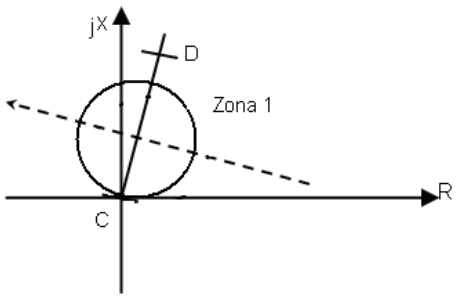

Fig. 2: Característica de Zona 1

B. Impedancia medida durante una oscilación de potencia

El sistema equivalente de dos máquinas de la Fig. 1 se utiliza para describir el comportamiento de los relés de distancia durante una oscilación de potencia.

El relé de distancia ubicado en C del sistema de potencia mide la tensión en ese punto y la corriente que circula por la línea CD. La impedancia vista por el relé C durante una oscilación de potencia puede describirse por (1).

$$Z_C = \frac{V_C}{I_L} = \frac{(Z_A + Z_B + Z_L)}{2}\left(1 - j\cot\frac{\delta}{2}\right) - Z_A \qquad (1)$$

Durante una oscilación de potencia el ángulo δ entre las tensiones equivalentes cambia de valor. Para una oscilación de potencia estable, el ángulo δ aumenta hasta que llega a un valor máximo a partir del cual cambia la dirección de la trayectoria disminuyendo su valor hasta llegar a un valor mínimo, en cual vuelve a cambiar la trayectoria. Esta secuencia se repite hasta que la oscilación de potencia se extingue. Para una oscilación de potencia inestable el ángulo δ alcanza el valor: δ=180° y lo supera.

La Fig. 3 muestra la trayectoria de la impedancia medida por el relé ubicado en el punto C. La trayectoria de la impedancia medida es una línea recta cuando $|E_A| = |E_B|$. Para los valores de $|E_A| > |E_B|$ y $|E_A| < |E_B|$, la trayectoria es una circunferencia.

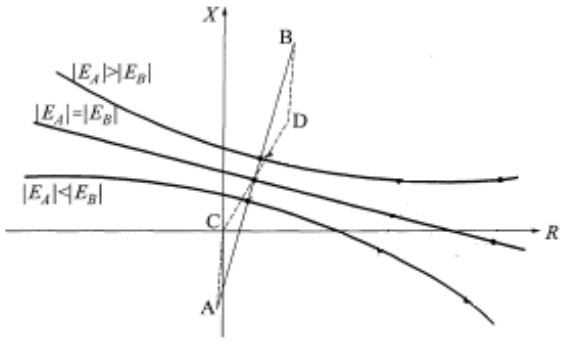

Fig. 3: Trayectoria de la impedancia medida durante una oscilación de potencia

C. Métodos para la detección de oscilación de potencia

Los métodos tradicionales para detectar oscilación de potencia en las líneas de trasmisión están basados en la medida de la impedancia, como se muestra en la Fig. 4. Todos estos métodos calculan la impedancia aparente y el tiempo que emplea la misma para atravesar dos elementos de medida.

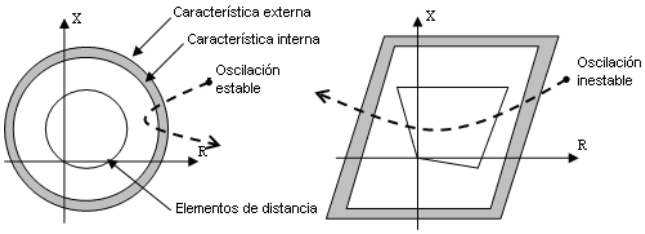

Fig. 4: Características para detección de oscilación de potencia

La función de bloqueo por oscilación de potencia debe distinguir entre una falta y una oscilación. Esta función deberá permitir el disparo si detecta una falta y bloquear el disparo si lo que detecta es una oscilación de potencia.

La función de disparo por oscilación de potencia debe distinguir entre una oscilación de potencia estable y una inestable. Esta función deberá permitir el disparo si detecta una oscilación de potencia inestable y bloquear el disparo si detecta una oscilación de potencia estable.

La trayectoria de la impedancia durante una oscilación de potencia, emplea un cierto tiempo en cruzar los dos elementos de medida. En cambio, la impedancia al ocurrir una falta atraviesa los dos elementos de medida en forma instantánea. Un temporizador arranca en el momento que la impedancia aparente ingresa a la característica externa.

Si la impedancia aparente permanece entre la característica interna y externa un tiempo igual o superior al tiempo ajustado, la función de bloqueo por oscilación de potencia opera, bloqueando las funciones de distancia. El bloqueo de las funciones de distancia se realiza sólo por un período de tiempo.

Pero si la impedancia cruza los dos elementos de medida en un tiempo menor al ajustado, se considera que es una falta y se permite el disparo.

Las funciones de bloqueo y disparo por oscilación de potencia pueden utilizar las mismas características de medida. En caso de oscilación de potencia inestable se puede decidir si el disparo es en momento que ingresa en el elemento interno o en el momento que sale de él.

Con el avance de la tecnología digital, se han desarrollado e implementado nuevos métodos para la detección de oscilación de potencia. Algunos de estos métodos nuevos se basan en la medida de la velocidad de cambio de la resistencia, a partir de la cual se determina si hay una oscilación en el sistema. Otros métodos estiman el centro eléctrico del sistema y su velocidad de cambio, de estas estimaciones se determina si hay una oscilación de potencia para tomar las medidas correctivas necesarias. La medida basada en fasores sincronizados también es usada para determinar si hay una oscilación de potencia, así como otros principios de funcionamiento.

III. Modelado del Sistema de Potencia

En esta sección se describen las simulaciones y ensayos realizados para estudiar el comportamiento de ciertas protecciones del sistema eléctrico uruguayo bajo condiciones de oscilación de potencia. El objetivo fue obtener mediante simulaciones, condiciones de oscilación de potencia asociadas a los nuevos generadores que se incorporaron al sistema eléctrico uruguayo [10].

Usando los programas DSAT [8] y ATP [7] se llevaron a cabo simulaciones en el dominio del tiempo y posteriormente se realizaron ensayos de laboratorio sobre relés de protección usando equipamiento de inyección secundaria.

Ambos, investigaciones numéricas y experimentales se desarrollaron para estudiar el comportamiento de las protecciones de líneas cercanas al nuevo consumidor.

Se optó en esta investigación por simular los transitorios electromagnéticos del sistema de potencia con mucho detalle usando ATP, pero con estudios previos de estabilidad transitoria realizados en DSAT.

De las variadas técnicas y tecnologías existentes para ensayar relés de protección, se utilizó la de probar los relés con los archivos de salida del programa ATP (formato .pl4) mediante equipos de ensayo de inyección secundaria.

A. El sistema de potencia bajo estudio

La configuración de la red tiene en servicio unidades generadoras tanto térmicas como hidroeléctricas. Como se mencionó las unidades hidroeléctricas se ubican en el norte y centro del país, mientras que las unidades termoeléctricas y el centro de consumo están en el sur. La nueva industria autoproductora está ubicada cercana a la subestación Fray Bentos (FBE) de 150 kV al oeste del país. En la Fig.5 se presenta el diagrama unifilar de la porción estudiada del sistema de potencia uruguayo.

Los relés de protección instalados en las líneas de trasmisión estudiadas tienen característica cuadrilateral de detección de oscilación de potencia. Dichos relés son SIEMENS 7SA611 y 7SD522 y usan métodos modernos de detección de oscilaciones de potencia, evaluando velocidad de la trayectoria de la impedancia vista, la monotonía de la trayectoria, la coincidencia de la trayectoria entre bucles de medida y la trayectoria en zonas de inestabilidad estacionaria, con una característica externa cuadrilateral de detección de oscilación de potencia que abarca a la característica interna cuadrilateral de detección de faltas y a todas las zonas de distancia (zona 1 a zona 5) [6]. Estos algoritmos del relé combinados producen la señal interna “Power Swing” para bloquear el disparo de las funciones de distancia.

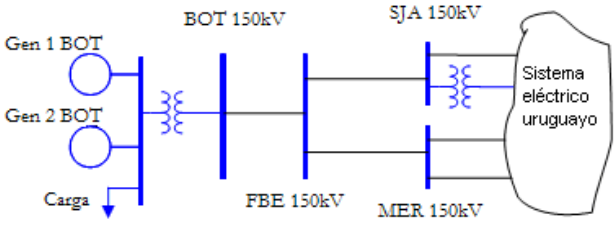

Fig. 5: Sistema de potencia estudiado

B. Simulación con DSAT de oscilaciones de potencia en el sistema eléctrico uruguayo.

Se debieron definir los escenarios estudiados y sus parámetros operacionales, como parte de la información previa para comenzar los estudios. Esto fue hecho por el Grupo de Estabilidad y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia – IIE – FING – UdelaR, migrando a DSAT los modelos originales PSS/E del sistema uruguayo que incluyen el modelado en detalle de los controles de excitación y velocidad.

Con la ayuda de la base de datos de escenarios de DSAT, fue posible desarrollar la primera parte de los estudios en el programa TSAT (módulo del DSAT) para definir las contingencias a simular y analizar.

Se simularon faltas en líneas de 150 kV cercanas a Fray Bentos, para lograr oscilaciones de potencia de los generadores de la nueva industria contra el resto del sistema. Y para cada falta de interés se obtuvieron los tiempos críticos de despeje (critical clearing times o CCT).

Las faltas trifásicas son los peores casos y determinan los menores tiempos críticos de despeje, por lo que las faltas trifásicas fueron las primeras en ser estudiadas.

Se simularon y analizaron entonces oscilaciones de potencia cerca de los CCT con la ayuda de gráficas R-X de las impedancias vistas por las protecciones de línea.

Además se simularon aperturas intempestivas de líneas, que no produjeron oscilaciones relevantes.

También se estudiaron pérdidas de generación y rechazos de carga intempestivos, y se decidió estudiar en profundidad algunos casos.

Luego de estos estudios, un conjunto de pares: contingencia – protecciones de línea de interés, fue seleccionado para profundizar los estudios con ATP.

C. Simulación con ATP de oscilaciones de potencia en el sistema eléctrico uruguayo.

El sistema eléctrico fue modelado en forma trifásica con el propósito de simular las corrientes y tensiones en las ubicaciones de los relés. Dichas señales se obtuvieron mediante la simulación en ATP del sistema de potencia.

El modelo del sistema de potencia se basó fuertemente en un modelo previo del sistema uruguayo - argentino [9]. Se crearon e incluyeron los modelos ATP de la industria con capacidad de generación – carga recientemente incorporada al sistema eléctrico uruguayo (razón de este estudio). Luego de ello fue posible simular los estudios de interés para posteriormente ensayar los relés de protección.

Las contingencias seleccionadas previamente en los estudios con TSAT y simulados en APT fueron:

a) cortocircuito trifásico cercano al tiempo crítico de despeje de la falta, sin recierre automático, en la línea FBE-SJA de 150 kV cerca de FBE,
b) cortocircuito trifásico cercano al tiempo crítico de despeje de la falta, sin recierre automático, en la línea MER-YOU de 150 kV cerca de MER,
c) rechazo intempestivo de toda la carga de BOT,
d) pérdida intempestiva de uno de los dos generadores de BOT.

En estas simulaciones se generaron y archivaron en formatos .pl4 las señales de voltajes y corrientes para los relés de las líneas seleccionadas.

IV. Resultados de las simulaciones y los ensayos.

Las señales generadas con ATP se inyectaron a protecciones de distancia, iguales a las instaladas en los puntos seleccionados del sistema de potencia.

Se usó una valija de inyección secundaria OMICRON CMC256-6 para ejecutar los ensayos dinámicos sobre las protecciones SIEMENS 7SD522 (87L/21) y 7SA611 (21).

Se muestran a continuación los resultados de las cuatro contingencias seleccionadas [10].

En las contingencias correspondientes a cortocircuitos, los voltajes y corrientes simulados consisten en 500 ms de pre-falta, luego falta durante cerca del tiempo crítico de despeje de falta (critical clearing time) y luego post-falta hasta un tiempo total de 5 s de simulación.

En las contingencias de pérdida de carga y pérdida de generación los voltajes y corrientes simulados consisten en 1 s de pre-contingencia y 5 s de post-contingencia.

Las gráficas R-X se generaron con el programa SIGRA (SIEMENS) de manejo de oscilografía. En cada gráfica se muestran las zonas de distancia y el andamiento de la impedancia vista correspondientes a un relé, pero no se muestra la característica cuadrilateral de detección de oscilación de potencia de cada relé, la que es al menos 1 Ω mayor que todas las zonas de distancia.

A. Caso: cortocircuito trifásico en la línea FBE-SJA 150 kV cerca de FBE y cercanos al CCT, despejado por los relés en ambos extremos de línea sin recierre automático.

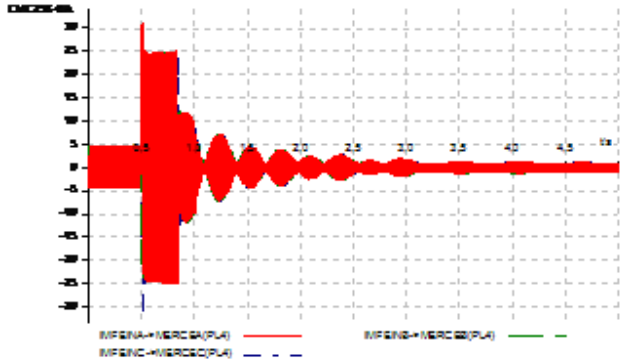

Fig. 6: Ejemplo. Voltajes y corrientes inyectadas a la protección MER→FBE.

En el comienzo de la oscilación de potencia de post-falta la frecuencia de dicha oscilación es de aproximadamente 3.2 Hz.

En las Figs. 7 a 10, se muestran los lugares geométricos de las impedancias vistas por los relés en esta contingencia.

Los relés vieron la impedancia ingresar a sus zonas de protección durante la falta y luego abandonándolas cuando la falta es despejada. En ambos eventos (ocurrencia de la falta y su despeje) aparece el efecto de la ventana móvil de los relés para calcular los fasores, como andamientos de transición no muy rápidos de los lugares geométricos en el plano R-X, ya que el programa SIGRA también utiliza ventana móvil de 1 ciclo para calcular los fasores.

En la post-falta los relés detectan oscilación de potencia y activan su señal interna "Power Swing" entre 10 y 60 ms para bloquear el disparo si la protección arrancara. Pero en general las oscilaciones de potencia posteriores son estables y no ingresan a las zonas de protección, como se muestra en las Figs. 7 a 10, por lo que los relés no arrancan en la post-falta, excepto el relé BOT→FBE (Fig. 10).

En Fig. 7 el relé FBE→MER arranca en las zonas temporizadas hacia atrás y no direccional cuando ocurre el cortocircuito.

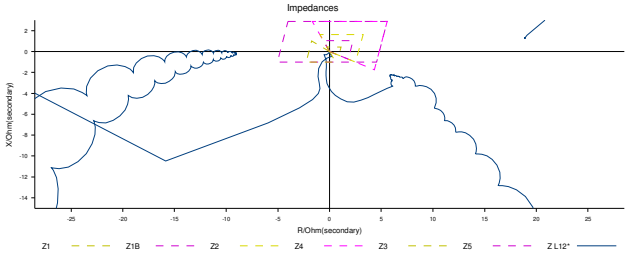

Fig. 7: Impedancia vista por la protección FBE→MER 7SA611.

En la Fig. 8 el relé MER→ FBE arranca en las zonas temporizadas hacia adelante cuando ocurre el cortocircuito.

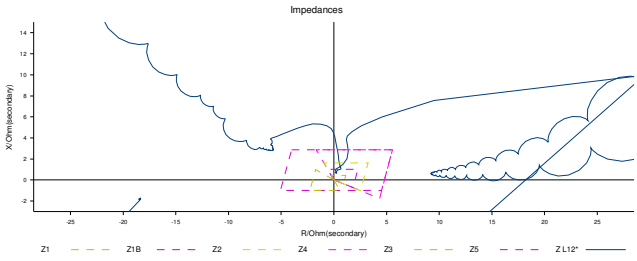

Fig. 8: Impedancia vista por la protección MER→ FBE.

En la Fig. 9 el relé FBE→BOT arranca en la zona temporizada hacia atrás cuando ocurre el cortocircuito.

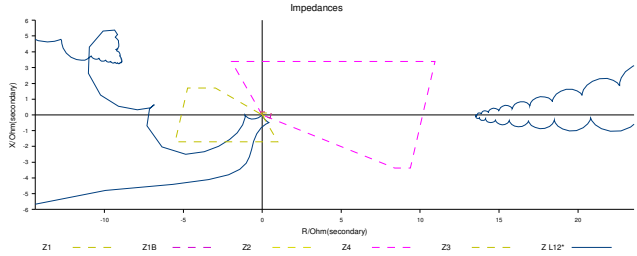

Fig. 9: Impedancia vista por la protección FBE→BOT 7SD522.

En la Fig. 10 el relé BOT→ FBE arranca en la zona temporizada hacia adelante cuando ocurre el cortocircuito.

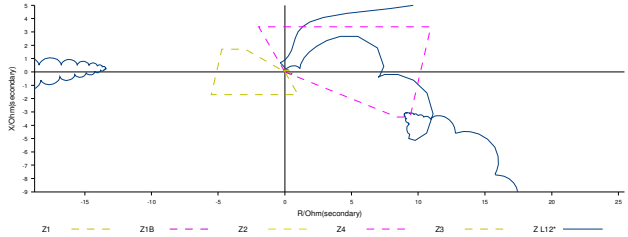

Fig. 10: Impedancia vista por la protección BOT→FBE 7SD522.

Como conclusión, en esta contingencia las funciones de distancia de los relés arrancan pero nunca disparan ante la oscilación de potencia y la función de bloqueo por oscilación de potencia de los relés opera adecuadamente.

B. Caso: cortocircuito trifásico en la línea MER-YOU 150 kV cerca de MER y cercanos al CCT, despejado por los relés en ambos extremos de línea sin recierre automático.

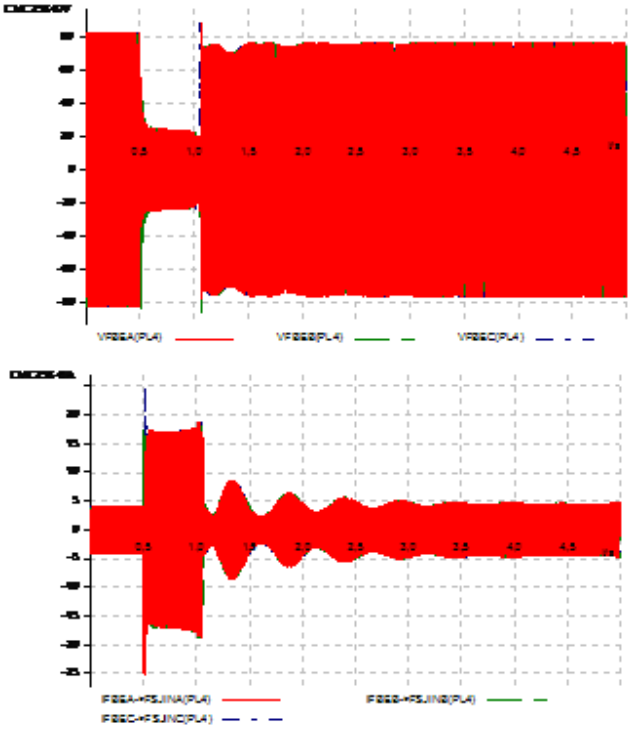

Fig. 11: Ejemplo. Voltajes y corrientes inyectados a la protección FBE→ SJA.

En el comienzo de la oscilación de potencia de post-falta la frecuencia de dicha oscilación es de entre 2.4 Hz a 3.6 Hz.

En las Figs. 12 a 16, se muestran los lugares geométricos de las impedancias vistas en esta contingencia por los relés de interés.

Los relés vieron como oscilación de potencia, tanto a las impedancias durante la falta como luego de la falta. Las transiciones de impedancia por el efecto de la ventana móvil de las protecciones no son tan notorias debido a la lentitud de las oscilaciones de potencia durante la falta y la post-falta.

En la post-falta los relés detectan oscilación de potencia y activan su señal interna "Power Swing" entre 130 y 150 ms para bloquear el disparo si la protección arrancara. Pero las oscilaciones de potencia posteriores son estables y no ingresan en las zonas de protección como se muestra en las Figs. 12 a 16, por lo que los relés no arrancan durante la post-falta.

Pero los relés SJA→FBE y BOT→FBE también detectan oscilación de potencia durante la falta como se muestra en las Figs. 14 y 16. La señal "Power Swing" de dichos relés se activa durante casi toda la falta en que el lugar geométrico entra y posteriormente abandona las zonas.

En la Fig. 12 el relé FBE→SJA arranca en las zonas temporizadas hacia atrás y no direccional sólo al final del cortocircuito.

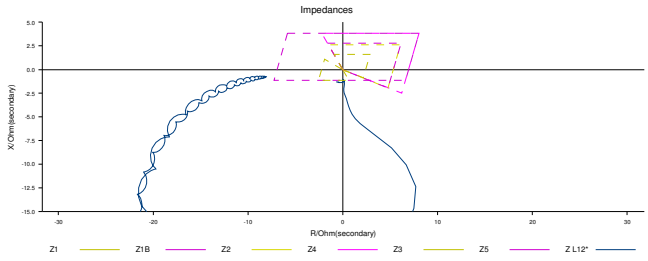

Fig. 12: Impedancia vista por la protección FBE→SJA 7SA611.

A modo de ejemplo, en la Fig. 13 se muestra la oscilografía del relé FBE→SJA en que aparecen las señales "Pickup" (arranque) y "Power Swing" correspondientes a la oscilación de potencia de post-falta de la Fig. 12.

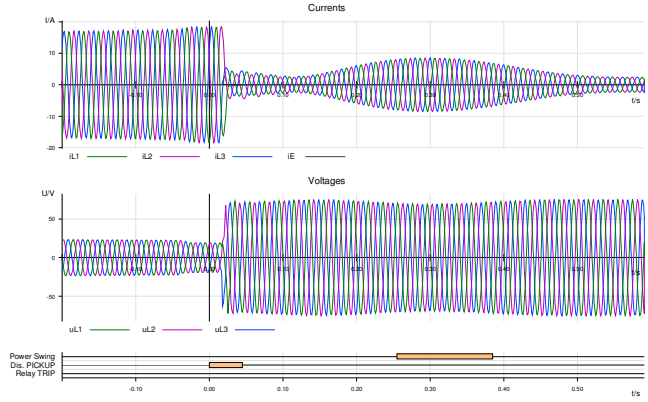

Fig. 13: Corrientes, tensiones y señales digitales durante la falta y la post-falta registradas por la protección FBE→SJA 7SA611.

En la Fig. 14 el relé SJA→FBE arranca en las zonas temporizadas hacia adelante y no direccional, sólo al final del cortocircuito. La señal "Power Swing" está activa durante la mayoría de la falta.

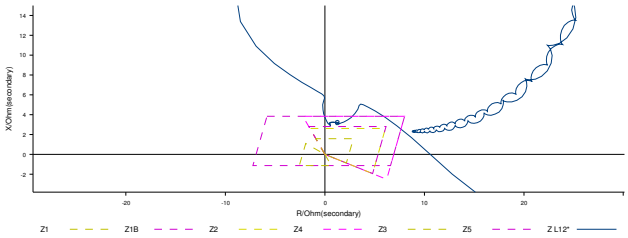

Fig. 14: Impedancia vista por la protección SJA→FBE.

En la Fig. 15 el relé FBE→BOT en la zona temporizada hacia atrás, sólo al final del cortocircuito.

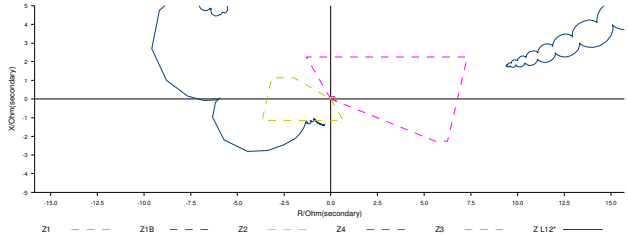

Fig. 15: Impedancia vista por la protección FBE→BOT 7SD522.

En la Fig. 16 el relé BOT→FBE arranca en la zona temporizada hacia adelante. La señal "Power Swing" está

activada durante la mayoría de la falta.

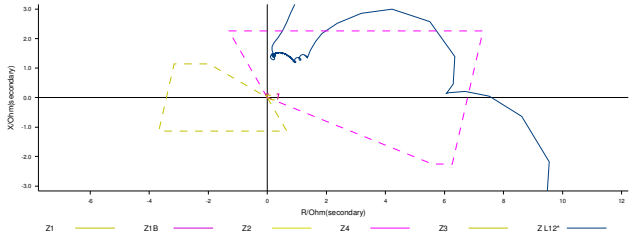

Fig. 16: Impedancia vista por la protección BOT→FBE 7SD522.

Como conclusión, en esta contingencia las funciones de distancia de los relés arrancan pero nunca disparan ante la oscilación de potencia y la función de bloqueo por oscilación de potencia de los relés opera adecuadamente.

C. Caso: pérdida intempestiva de carga en BOT.

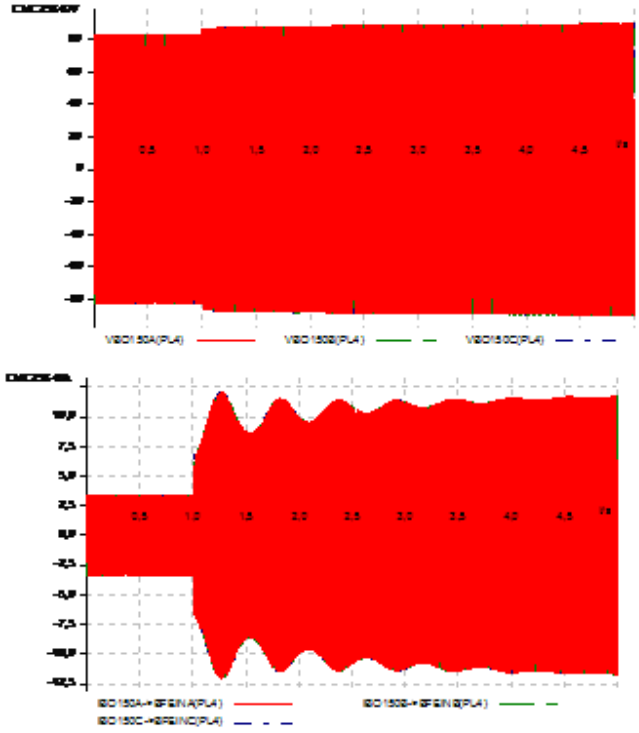

Fig. 17: Ejemplo. Voltajes y corrientes inyectadas a la protección BOT→FBE.

Ni la protección FBE→BOT 7SD522 ni la de BOT→FBE 7SD522 arrancan. No generaron registros oscilográficos.

D. Caso: pérdida intempestiva de uno de los dos generadores de BOT.

Tampoco las protecciones FBE→BOT 7SD522 y BOT→FBE 7SD522 arrancaron ni generaron registros oscilográficos.

V. DISPARO POR OSCILACIÓN DE POTENCIA

Los esquemas de disparo por oscilación de potencia requieren otros estudios de simulación y ensayos, además de los desarrollados para las funciones de bloqueo. Un disparo erróneo por oscilación de potencia podría resultar crítico, por lo cual se requiere extensos estudios de estabilidad, para garantizar la confiabilidad.

El objetivo del esquema de disparo es separar el sistema eléctrico en puntos del mismo de manera de llegar en cada isla o subsistema a nuevos puntos de operación estable.

Para completar el estudio [10] del bloqueo por oscilación de potencia ya realizado previamente, se desarrollaron estudios específicos del disparo por oscilación de potencia.

En el escenario bajo estudio se pudo verificar que para faltas cercanas a Fray Bentos en las líneas FBE-SJA y FBE-MER y de suficiente duración (por encima del tiempo crítico de despeje de falta), los generadores del nuevo emprendimiento industrial oscilan de manera inestable contra el sistema eléctrico uruguayo, ver Fig. 19, por lo que deben ser separados del mismo.

En las simulaciones realizadas se verificó que ante oscilaciones de potencia inestables, un esquema de disparo por oscilación de potencia en la línea FBE-BOT lleva a que el sistema eléctrico uruguayo encuentre un nuevo punto de operación estable; ver Fig. 20.

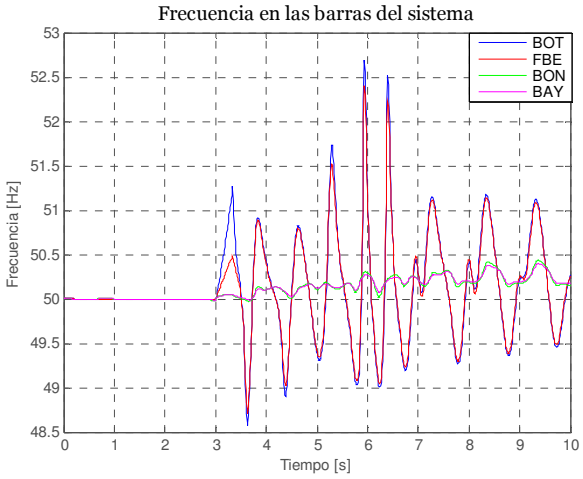

Fig. 18: Frecuencia en las barras del sistema, sin disparo por oscilación de potencia

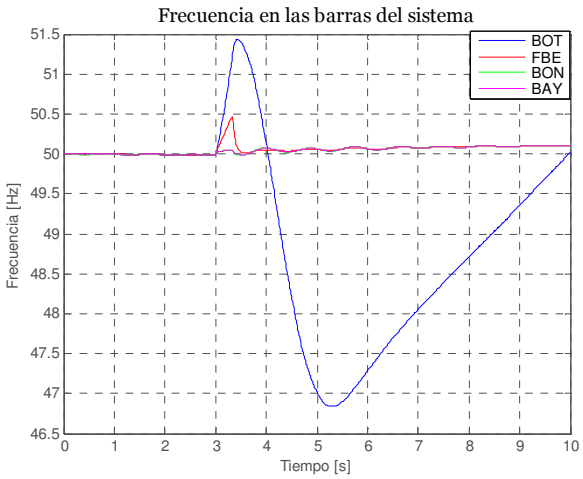

Fig. 19: Frecuencia en las barras del sistema, con disparo por oscilación de potencia de la línea FBE–BOT.

La isla del nuevo emprendimiento industrial puede llegar

también a un punto de equilibrio estable si además del disparo por oscilación de potencia en la línea FBE-BOT se implementa un esquema de rechazo de carga en BOT. De esta manera, ante una oscilación de potencia inestable de los generadores de nuevo autoproductor contra los demás generadores del sistema eléctrico, ambas islas formadas por el disparo por oscilación de potencia (autoproductor y red uruguaya) logran nuevos estados de equilibrio.

VI. CONCLUSIONES.

Este artículo describe los métodos, estudios y ensayos para conocer el comportamiento de las protecciones de distancia ante condiciones de oscilación de potencia.

La reciente incorporación cerca de Fray Bentos de una industria autoproductora (tanto generadora como consumidora de energía eléctrica), con capacidad de generación de 140 MVA (lo que es cerca del 10% de la carga máxima histórica uruguaya), incorporan al sistema eléctrico uruguayo nuevas formas de oscilación de potencia en que están involucrados estos nuevos generadores.

Las simulaciones y ensayos realizados muestran que las protecciones de línea operan adecuadamente en distintas condiciones del sistema eléctrico, detectando oscilaciones de potencia y bloqueando el disparo.

Este estudio muestra que las protecciones de distancia colocadas cerca del nuevo emprendimiento industrial generador - consumidor funcionarían correctamente ante oscilaciones de potencia, bloqueando sus funciones de distancia evitando que operen; si no sucediera así podrían ocurrir grandes apagones.

Muestra asimismo que el disparo controlado ante oscilación de potencia inestable detectada en la línea FBE-BOT y un adecuado rechazo de carga en el nuevo emprendimiento industrial permiten llegar a nuevos estados de operación.

Como líneas de trabajo para el futuro se resalta que, para la implementación de un esquema de disparo por oscilación de potencia, se deben realizar aún estudios tanto de estabilidad como verificación del correcto funcionamiento de los relés.

VII. AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen las contribuciones y el apoyo de:

- Los compañeros del Grupo de Estabilidad y Control de Sistemas Eléctricos de Potencia del IIE-FING-UdelaR, especialmente Michel Artenstein y Pablo Monzón,
- Graciela Calzolari y Claudio Saldaña, por el modelo en ATP del sistema eléctrico previo,
- El Sector Protecciones de UTE, especialmente Julián Malcón, Juan Zorrilla y otros muchos compañeros.

VIII. REFERENCIAS

[1] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, The EPRI Power System Engineering Series, MC Graw Hill Inc, 1994.

[2] D. Tziovaras, D. Hou, "Out-Of-Step Protection Fundamentals and Advancements", *30th Annual Western Protective Relay Conference,* October 21-23, 2003, Spokane Washington.

[3] "Power Swing and Out-of-Step Considerations on Transmission Lines", *IEEE PSCR WG D6.*

[4] G. Benmouyal, D. Tziovaras, D. Hou, "Zero-Setting Power-Swing Blocking Protection", *31th Annual Western Protective Relay Conference,* October 19-21, 2004, Spokane Washington.

[5] J. Berdy, "*Application of Out-Of-Step Blocking and Tripping Relays*", GER-3180.

[6] Manuales de relés SIEMENS 7SA6 y 7SD5.

[7] ATP (ATP-EMTP Alternative Transients Program), programa y manuales: theory book y rule book.

[8] DSAT (DSATools, Dynamic Security Assessment Software, Powertech Labs Inc), programa y manuales.

[9] G. Calzolari - C. Saldaña, *"Pérdida de Paso Polar, 5ta. Unidad Central Batlle"*, July 2004.

[10] C. Sena, R Franco, A. Giusto, "*Assessment of power swing blocking functions of line protective relays for a near scenario of the Uruguayan system*", # 154 paper of IEEE 2008 PES T&D LA Conference, Colombia, August 2004.

IX. BIOGRAFÍAS

Celia Sena nació en Salto, Uruguay, en 1970.

Obtuvo el título de Ingeniera Electricista de la Universidad de la República (UdelaR), en 1997. Trabaja en el Instituto de Ingeniería Eléctrica desde 2007. Actualmente está cursando la maestría en ingeniería eléctrica. Desde 1992 trabaja en la Administración Nacional de Usinas y Transmisiones Eléctricas (UTE), en la Gerencia de Sector Protecciones. Miembro de IEEE.

Ricardo Franco nació en Montevideo, Uruguay en 1962.

Se graduó como Ingeniero Electricista en la Universidad de la República (UdelaR), Uruguay en 1994. Está cursando una maestría en ingeniería eléctrica en UdelaR.

Trabaja desde 1989 en la Gerencia de Sector Protecciones de Trasmisión de UTE (Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas, Uruguay), que atiende también Generación de UTE.

Trabaja en el Instituto de Ingeniería Eléctrica, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República (IIE-FING-UdelaR) desde 2007.

Miembro de IEEE desde 1995.

Álvaro Giusto nació en Montevideo, Uruguay en 1965.

Obtuvo el título de Ingeniero Electricista de la Universidad de la República (1992) y el de Master en la Universidade Federal de Santa Catarina, (Brasil) en 1995. Trabaja en el Instituto de Ingeniería Eléctrica de la Facultad de Ingeniería desde 1990. Integra el Grupo de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia y el Grupo de Control. Se ha desempeñado como consultor independiente en automatización y control desde 1998. Sus áreas de interés en investigación son los fenómenos dinámicos en sistemas de potencia, la teoría de control y sus aplicaciones.